

**Четвертая** и последняя степень интенсивности – крупномасштабные нерегулярные дефекты; поверхность струи становится рваной, в некоторых случаях разрывы струи сопровождаются резкими хлопками.

В настоящее время принято считать, что неустойчивое течение возникает вследствие развития в потоке больших эластических деформаций. При этом различают два основных механизма возникновения неустойчивого течения: 1. пульсации на входе; 2. ориентация пристенных слоев расплава, вызывающая частичную кристаллизацию (стеклование) и приводящая к возникновению периодического проскальзывания.

Появление поверхностных дефектов является серьезным препятствием для повышения производительности технологического оборудования при экструдировании термопластов. Отодвинуть момент достижения критической скорости сдвига можно путем:

1. Установки конического диффузора на входе в канал. Это позволяет уменьшить абсолютные размеры дефектов и повысить предельное значение напряжения сдвига, при котором качество поверхности остается еще удовлетворительным.

2. Повышения температуры расплава.

**На рис. 4 – 9 представлены результаты расчета** течения полиэтилена низкой плотности с учетом его реологических неньютоновских свойств в кольцевых зазорах (рис.3): 1.  $L = 107$  мм,  $d_{\text{внутр}} = 8$  мм и  $d_{\text{внешн}} = 8,7$  мм (рис. 4 - 5); 2.  $L = 8,8$  мм,  $d_{\text{внутр}} = 7$  мм,  $d_{\text{внешн}} = 7,05$  мм (рис. 6 - 9). Для ПЭ с показателем текучести расплава (ПТР) 2,1 и 0,2 г / 10 мин увеличение температуры на

30 % в кольцевом зазоре приводит к уменьшению скорости сдвига на внутренней поверхности зазора на 6 – 12 %. Напряжение сдвига уменьшается в большей степени: на 27 – 36 % соответственно. При этом рабочее давление в зазоре также меняется существенно: на 35 – 27 %. Максимальная скорость в обоих случаях меняется незначительно: на 1,4 – 3 %.

**Таким образом,** повышение температуры в кольцевом зазоре позволяет регулировать момент достижения критической скорости сдвига. Причем, в большей степени для расплавов с меньшими значениями ПТР. При этом уменьшается вероятность образования поверхностных дефектов оболочки.

**Список литературы:** 1. Привезенцева В. А. Основы кабельной техники: учебное пособие для вузов / под ред. В. А. Привезенцева. - Изд. 2-е перераб. и доп.- М.: «Энергия», 1975. 2. Пешков И.Б. Основы кабельной техники / И.Б.Пешков. - М.: Издательский центр «Академия», 2006.- 426 с. 3.Основные процессы переработки полимеров (теория и методы расчета).- М.: «Химия», 1972. 4. Иоргачев. Д.В. Волоконно-оптические кабели. Теоретические основы. Конструирование и расчет, технология производства и эксплуатация / Д.В. Иоргачев. – Одесса: «Астропринт».- 2000.-535 с. 5. Беспрозванных А.В. Эффективная вязкость полимерных материалов оптического модуля / А.В.Беспрозванных, И.А. Морозов // Вестник НТУ «ХПИ». – 2006. -№ 7. - С. 53-58.

Поступила в редколлегию 03.09.2010

УДК 621.314

**В.Е.БОДАРЕНКО**, д-р. техн. наук., проф., НТУ «ХПИ»  
**Н.В.АУЛОВА**, препод. - стажер, НТУ «ХПИ»

### **АНАЛИЗ ТРАДИЦИОННОЙ СИСТЕМЫ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ МАСЕЛ В БАКАХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 330 кВ**

Проведено аналіз стану силових високовольтних трансформаторів, розглянуті причини відмов і технологічних порушень високовольтних трансформаторів, проведено аналіз традиційної системи діагностики стану трансформаторного устаткування. Запропоновані основні напрями удосконалення діагностики стану силових високовольтних трансформаторів.

The analysis of a condition of the power high-voltage transformers, the considered causes of failures and technological infringements of high-voltage transformers the carried out analysis of traditional system of diagnostics of a condition of the transformer equipment is carried out. The offered basic directions of improvement of diagnostics of a condition of power high-voltage transformers.

**Введение.** Высоковольтные силовые трансформаторы являются наиболее ответственными и дорогостоящими элементами в системе распределения электрической энергии. Надежность электрических сетей во многом определяется надежностью работы высоковольтных силовых трансформаторов. Постепенное старение высоковольтного электроэнергетического оборудования происходит во всех промышленно развитых странах. Повышение уровней напряжения и снижение запасов прочности в оборудовании последних поколений остро поставили вопрос оценки его состояния и степени риска за пределами нормированного срока службы [1].

В Украине количество трансформаторов превысивших свой ресурс достигает 40 %, причем для генераторных трансформаторов мощностью более 250 мВА этот показатель еще выше и достигает 70 % [2]. В настоящее время в энергосистеме России около 45 % трансформаторов находятся в эксплуатации более 20 лет, 35 % более – 25 лет [3]. Аналогичная картина старения парка силовых трансформаторов наблюдается и в зарубежных энергосистемах. Так, например, по данным института электроэнергетики США EPRI, в 1997 г. около 65 % силовых трансформаторов в сетях США отработало более 25 лет. В Японии порядка 30 % парка трансформаторов старше 30 лет.

Таким образом, надежность силовых высоковольтных трансформаторов, а как следствие и надежность энергосистемы в целом, будут определяться надежностью трансформаторов с большим сроком службы, который значительно превосходит расчетный.

Продление срока службы высоковольтных силовых трансформаторов до 30 – 40 лет возможно при условии грамотного обслуживания, наблюдения за состоянием и своевременного устранения развивающихся дефектов. Срок службы 40 – 50 лет следует признать критическим, дальнейшая эксплуатация высоковольтных силовых трансформаторов является неоправданным риском [3]. Ежегодная повреждаемость высоковольтных трансформаторов находится в пределах от 0,8 до 8%, а в последние годы количество повреждений трансформаторов возрастает, особенно с длительным сроком службы [4]. Аварии по вине трансформаторов в электрических сетях вызывают 80 – 90 % недоотпуска электроэнергии, а на электростанциях от 10 до 20 % .

Старение парка высоковольтных силовых трансформаторов является острой проблемой для электроэнергетической отрасли большинства промышленно развитых стран. В связи с этим в ближайшее время наиболее актуальными для электроэнергетики в целом будут стоять вопросы надежности, а именно: диагностика и прогнозирование состояния оборудования.

**Причины отказов и технологических нарушений высоковольтных силовых трансформаторов. Роль трансформаторных масел в обеспечении эксплуатационной надежности высоковольтных трансформаторов.** Основные причины связаны с ухудшением состояния оборудования в процессе длительной эксплуатации. Около 22 % технологических нарушений вызвано старением материалов, 19,4 % – дефектами конструкции и изготовления, 16,8 % – недостатками эксплуатации, 10,3 % – посторонними воздействиями, 5,8 % – нерасчетными режимами в сети, 4,2 % – дефектами ремонта, 3,5 % – климатическими и внешними воздействиями.

Обобщенный анализ этих данных показывает что, наибольшее число технологических нарушений (порядка 36 %) приходится на высоковольтные вводы, на втором месте по повреждаемости находятся обмотки трансформаторов (27 %), и далее достаточно высокий уровень технологических нарушений имеют устройства регулировки под напряжением (РПН), порядка (24 %).

Анализ повреждаемости трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 110 – 500 кВ, за период 1998 – 2002 гг. показал, что около 30 % общего числа технологических нарушений сопровождаются внутренними короткими замыканиями в трансформаторах, из которых 24 % происходили с возгораниями и пожарами трансформаторов [4]. К таким повреждениям относятся: пробой внутренней изоляции высоковольтных вводов; недостаточная стойкость при коротких замыканиях; износ изоляции обмоток; пробой изоляции обмоток; пробой изоляции отводов, нарушения контактного соединения отвода обмотки, обрыв части проводников гибкой связи, замыкание на ярмовую балку магнитопровода и корпуса бака; повреждение РПН.

Процент технологических нарушений, обусловленных ухудшением свойств трансформаторных масел составляет порядка 20 % от всех технологических нарушений [5]: выделение газов в масло – 9,02 %; старение масла – 7,47 %; загрязнение масла – 2,18 %; окисление масла – 0,62 %.

Однако эта цифра отражает только те нарушения, которые непосредственно обусловлены старением масел. В тоже время влияние продуктов старения масел на состояние основной изоляции при анализе причин повреждений высоковольтных силовых трансформаторов, как правило, не учитывается. Известно [6], что продукты окисления масел гидроперекиси и водорастворимые кислоты снижают степень полимеризации целлюлозы, что приводит к снижению механической прочности бумажной изоляции. Особенное влияние на электрическую прочность изоляции и срок ее службы оказывает содержание в ней влаги. При содержании влаги 3,3 % от массы твердой изоляции, от бумаги начинают отделяться волокна, которые попадают в масло и резко снижают его электрическую прочность [5]. Кроме снижения электрической прочности изоляции при увлажнении, существует опасность выделения влаги в масло при переходных тепловых процессах с образованием пузырьков. Появление пузырьков газа в масле снижает его электрическую прочность на 20 – 50 %. Это может стать причиной снижения электрической прочности конструкции в целом из-за возникновения частичных разрядов в пузырьках газа при перегрузках. Образование пузырьков газа сильно зависит как от содержания влаги, так и от температуры. Начало выделения пузырьков при хорошо высушенной изоляции (0,2 – 0,5 % влаги) соответствует температурам 175 – 200 °С. При заметном увлажнении бумаги температура образования пузырьков снижается: при влагосодержании 2,3 – 2,4 % температура возникновения пузырьков составила 143 – 156 °С, а при влагосодержании 3,1 % эта температура составила всего 100 – 126 °С.

С точки зрения диагностики трансформаторное масло является той информативной средой, по состоянию которой выявляются 70 % дефектов трансформаторов [2]. По результатам хроматографического анализ растворенных в масле газов определяют наличие в трансформаторе процессов ионизационного старения (частичные разряды малой и большой мощностей, искровые и дуговые разряды, дуги, искрения), а также процессы термической деструкции изоляции, вызванные перегревами. Содержание в масле фурановых производных позволяет оценить степень полимеризации целлюлозы. Учитывая недоступность активной части трансформатора в процессе эксплуатации, состояние трансформаторного масла и растворенных в нем продуктов старения – является индикатором состояния, как основной изоляции, так и других узлов трансформатора.

**Анализ традиционной системы диагностики состояния трансформаторного оборудования. Основные направления совершенствования диагностики состояния трансформаторов.**

Традиционный подход к оценке технического состояния трансформаторов в процессе эксплуатации представлен в [7]. При таком подходе трансформатор представляется в виде отдельных компонентов: обмотки, магнитопровод, изоляционная жидкость, вводы, переключающее устройство, бак и связанные с ним устройства [8]. Важно отметить, что трансформаторное масло рассматривается как отдельный компонент, а изоляционная система – в виде упрощенной двухкомпонентной модели «твердая изоляция – масло», без учета структуры изоляции. Определяется некий обязательный объем испытаний и проверок каждого компонента. Техническое состояние трансформатора оценивается сравнением значений показателей, полученных в результате проведенных испытаний, с исходными значениями либо нормированными допустимыми их значениями. Выход значения любого из параметров за установленные границы (предельные значения) рассматривается как признак наличия повреждений (дефектов), которые могут привести к отказу оборудования. Большая часть испытаний выполняется на отключенном и расхинованном трансформаторе, что требует больших затрат. В последние годы объем испытаний дополнился новыми, с помощью которых можно осуществлять измерения на работающем трансформаторе (акустическое и электрическое измерение ЧР, вибрационное, акустическое и тепловизионное обследование [9] и др.). Но по существу, сохраняется подход, основанный на мониторинге установленных характеристик.

Основные недостатки традиционной системы контроля состояния трансформаторного масла [2, 8] заключаются в следующем:

1. Отсутствие прямой зависимости между контролируемыми параметрами и функциональной работоспособностью трансформатора (запасами прочности).

2. Возможность неправильного диагноза и неоправданных действий (ненужная сушка по причине малого сопротивления изоляции, отбраковка магнитопровода по данным потерь холостого хода при малом напряжении, неправильная интерпретация сигналов ЧР и пр.).

3. Избыточный объем испытаний (во многих случаях эффективными оказываются только 5–10 % проведенных тестов).

4. Неучет возможных дефектов, которые не выявляются установленным объемом испытания (например, загрязнение витковой изоляции, местное увлажнение и старение изоляции, ухудшенное контактное сопротивление и пр.).

5. Практическая невозможность предсказания будущего состояния, в том числе остаточного ресурса изоляции.

В последнее время для оценки состояния силовых трансформаторов все шире используется комплексное диагностическое обследование, которое заключается в определении характера и уровня развития дефектов всех

систем и узлов трансформаторов [10, 11]. Программа комплексного диагностического обследования включает в себя следующие этапы:

- анализ аварийности и характерных дефектов данного типа трансформаторов;

- осмотр трансформатора и сбор технической информации (о режимах работы, нагрузке, уровнях токов короткого замыкания и рабочего напряжения, особенностях эксплуатации, потребителях, климатических условиях, загрязненности атмосферы и т.д.);

- анализ технической документации и результатов эксплуатационных измерений;

- проведение электрических измерений на отключенном трансформаторе ( $\tan \delta$  и  $R$  изоляции обмоток и вводов, сопротивление обмоток постоянному току, потерь холостого хода и сопротивления короткого замыкания и т.д.);

- проведение измерений на работающем трансформаторе в режимах нагрузки и холостого хода (измерение частичных и других электрических разрядов, локация разрядов акустическими приборами, тепловизионное обследование всех узлов трансформатора, вибрационное обследование бака, а также маслонасосов);

- отбор проб масла из бака, маслonaполненных вводов, контакторов устройства регулирования под напряжением и проведение физико-химического анализа в лаборатории;

- подготовка и выпуск технического отчета, в котором приводятся, результаты обследования и их анализ, заключение о состоянии трансформатора и рекомендации по дальнейшей эксплуатации, а при необходимости объему и методике проведения ремонтных работ.

Существеннейшим недостатком комплексного диагностического обследования [2] является высокая стоимость проведения такого обследования и как следствие невозможность выполнить его на всех трансформаторах. Альтернативой комплексному диагностическому обследованию [2], может служить технология диагностики посредством ранжирования оборудования по техническому состоянию и определение части оборудования, действительно нуждающейся в комплексном обследовании. Технология ранжирования может быть основана как на опыте эксплуатации однотипного оборудования, так и на определении наиболее вероятных дефектов трансформаторов и степени их опасности для данной конструкции в данных условиях эксплуатации.

Важнейшим направлением оптимизации эксплуатации высоковольтных трансформаторов является концепция перехода на ремонт и обслуживание трансформаторов по их состоянию. Данный переход подразумевает не только высокую достоверность при оценке состояния оборудования, но и возможность прогноза его поведения, что на сегодняшний день отсутствует.

В настоящее время широко используются экспертные системы и системы мониторинга состояния силовых трансформаторов [1]. Несмотря на

широкий спектр контролируемых параметров (в том числе и под рабочим напряжением) данные системы обладают существенным недостатком – методы принятия решений основываются на традиционной системе диагностики. Наблюдается противоречие между использованием современных информационных систем и измерительных средств и методами обработки получаемой информации.

**Сравнительный анализ методов оценки состояния трансформаторных масел.** Оценка состояния трансформаторного масла в Украине производится по комплексу показателей качества и нормативам, регламентируемым в [12]. Показатели качества трансформаторного масла и их граничные значения, используемые при эксплуатационном контроле трансформаторного масла, для трансформаторов номинальным напряжением 330 кВ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Гранично-допустимые значения трансформаторных масел для трансформаторов напряжением 330 кВ, используемые в Украине

Показатель	Гранично-допустимые значения
Пробивное напряжение, кВ	60/55
Содержание механических примесей	0,005 (50)
Содержание антиокислительной присадки ионол, % массы	0,1
Кислотное число, мг. КОН на 1 грамм масла	0,1
Содержание водорастворимых кислот, мг КОН	0,014
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	Снижение не более чем на 5°С по сравнению с предыдущими испытаниями, но не более чем на 15°С с начала эксплуатации
Тангенс угла диэлектрических потерь при 90°С, %	7/10
Содержание влаги, не более, % от массы г/г:	отсутствует
Содержание газа, % объема	2

Система контроля, существующая в Украине, позволяет выделить две характерные области состояния масла:

- 1) область нормальных значений показателей качества – масло годно к эксплуатации, значения показателей качества не выходят за границы допустимых;
- 2) область браковочных значений, когда один или несколько показателей качества масла вышли за граничные значения.

Оценка состояния масел в России [7], осуществляется по значениям показателей, приведенных в табл. 2. Кроме области нормальных и браковочных значений показателей, выделена и зона риска.

Используемые за рубежом различными энергокомпаниями более сложные многоуровневые системы контроля [5]. В таблице 3 приведены критерии оценки состояния трансформаторного масла, принятые в компании S.D. Myers (США), которая проводит обследования трансформаторов с 1965 г. Ежегодно данной компанией производится более 200 тыс. анализов проб масла. Система контроля имеет три характерные области: область приемлемых значений показателей качества масла, область ухудшенных значений показателей качества и область неприемлемых показателей качества.

Таблица 2 – Гранично-допустимые значения трансформаторных масел для трансформаторов напряжением 330 кВ, используемые в России

Показатель	значение показателя качества масла	
	ограничивающее область нормального состояния	предельно допустимое
Пробивное напряжение, кВ	50	45
Кислотное число, мг КОН/г масла	0,10	0,25
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	снижение более чем на 5°С в сравнении с предыдущим анализом	125
Содержание влаги, % от массы г/г	–	0,0030 (30)
Содержание механических примесей	0,0020 (11)	0,0030 (12)
Тангенс угла диэлектрических потерь при 70/90 °С, %	5/8	7/10
Содержание водорастворимых кислот и щелочей, мг КОН/г масла	0,014	–
Содержание антиокислительной присадки ионол, % массы	0,1	–
Содержание растворимого шлама, % массы,	–	0,005
Газосодержание в соответствии с инструкциями предприятия-изготовителя, % объема	2	4
Содержание фурановых производных, % массы	0,0015 (0,001)	

Таблица 3 – Гранично-допустимые значения показателей трансформаторных масел применяемые в США компанией S.D. Myers

Показатель	Приемлемо	Под вопросом	Не приемлемо
Кислотное число, КОН / г	< 0,05	0,06–0,10	> 0,10
Коэффициент поверхностного натяжения, Н/ м	> 32 10 <sup>-2</sup>	28,0–31,9 10 <sup>-2</sup>	> 27,9 10 <sup>-2</sup>
Электрическая прочность, кВ	> 30	25–29	< 25
Цвет	< 3,5	–	> 3,5
Удельный вес, г / см <sup>3</sup>	0,841–0,91	< 0,84	> 0,91
Прозрачность	Прозрачно	–	–
tgδ, % при 25 °С	< 0,1	0,1–0,3	> 0,3
tgδ, % при 100 °С	< 2,99	3,0–3,99	> 4,0
Влажность по Карлу Фишеру при номинальном напряжении:			
< 69 кВ	< 30	30–34,9	> 35
69–288 кВ	< 20	20–24,9	> 25
345 кВ и выше	< 15	15–19,9	> 20
Содержание газов	Сравнение с прежними данными		
Металлические частицы	Сравнение с прежними данными		
Содержание фуранов (выборочно), %	< 100	101–249	> 250

Несмотря на видимые различия в номенклатуре показателей и их граничных значениях, приведенные системы оценки состояния трансформаторных масел имеют одно общее свойство. Граничные значения показателей качества масла никак не связаны с продолжительностью эксплуатации и одинаковы на всем временном промежутке, поэтому невозможно определить состояние масла в интервале допустимых значений. На ранней стадии эксплуатации значения показателей будут ниже граничных значений, поэтому в данной области какую-либо оценку провести не возможно. С другой стороны, дрейф значений показателей будет происходить с разной скоростью, и зависеть от условий эксплуатации. Но граничные значения показателей не только постоянны на всем интервале эксплуатации, но и никак не связаны с режимами работы трансформаторов. Таким образом,

существующая система диагностики не позволяет выявить трансформаторы с аномальным старением масла на ранней стадии, т.е. еще до того, как эти показатели достигли своих граничных значений, что является существенным недостатком.

#### Выводы и постановка дальнейших задач исследования.

Выполненный анализ особенностей эксплуатации высоковольтных силовых трансформаторов позволил выявить целый ряд проблем, негативно влияющих на надежность функционирования электрических сетей Украины.

1. Старение силовых высоковольтных трансформаторов и крайне низкие темпы их замены, приводят к тому, что в эксплуатации находятся трансформаторы, отработавшие свой нормативный ресурс. В связи с этим наибольшую актуальность и значимость приобретают вопросы совершенствования диагностики состояния таких трансформаторов и продления их срока службы.

2. Порядка 30 % общего числа технологических нарушений силовых высоковольтных трансформаторов сопровождаются внутренними короткими замыканиями, из которых 24 % происходили с возгораниями и пожарами трансформаторов. При этом удельная повреждаемость трансформаторов с внутренними короткими замыканиями монотонно возрастает в процессе эксплуатации.

3. Трансформаторное масло является той информативной средой, по состоянию которой выявляются 70 % дефектов силовых высоковольтных трансформаторов.

4. Традиционная система диагностики установилась в период развития парка трансформаторов, но не всегда способна достоверно оценить состояния работающего старого оборудования.

5. Выявлено объективное противоречие между использованием современных информационных систем и измерительных средств и методами обработки результатов испытаний, что вынуждает разрабатывать более совершенные методы принятия решений.

6. Существующая система диагностики состояния трансформаторных масел не позволяет выявить трансформаторы с аномальным старением масла на ранней стадии, т.е. еще до того, как эти показатели достигли своих граничных значений.

7. Отсутствие возможности прогнозирования значений характеристик изоляции, не позволяет осуществить переход на ремонт и обслуживание трансформаторов по их состоянию.

Основными направлениями совершенствования диагностики состояния высоковольтных трансформаторов при длительном старении масел являются:

– разработка метода для оценки старения трансформаторных масел, который позволит распознавать трансформаторы с аномальным старением масел на ранней стадии;

– разработка математических моделей для прогнозирования значений показателей качества масел.

**Список литературы:** 1. Мордкович А.Г. О построении подсистем мониторинга, управления и диагностики оборудования подстанций сверхвысокого напряжения и их интеграция в АСУ ТП ПС / А.Г. Мордкович, П.А. Горюжанкин // Электрические станции. – 2007. – №6. – С. 44–54; 2. Соколов В.В. Меры по повышению эффективности диагностики состояния трансформаторного оборудования / В.В. Соколов // Перспективные технологии электроэнергетики: IX симпозиум "ЭЛЕКТРОТЕХНИКА 2030 [Электронный ресурс]– М.: CD-изд-во "ТРАВЭК". - 2007; 3. Алексеев Б.А. Основное электрооборудование электрических станций и сетей / Б.А. Алексеев, Л.Г. Мамиконянц, Д.С. Савваитов // Электрические станции. – 2005. – №2. – С. 48–57; 4. Львов М.Ю. О надежности силовых трансформаторов и автотрансформаторов электрических сетей / М.Ю. Львов, Ю.Н. Львов, Ю.А. Дементьев и др. // Электрические станции. – 2005. – №11. – С. 69 – 75; 5. Алексеев Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов / Б.А. Алексеев. – М.: НЦ ЭНАС, 2002 г. – 216 с.; 6. Нормы випробування електрообладнання: ГКД 34.20.302 – Офіц. вид. – К.: ОЕП ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2002. – 216 с. – (Галузевий керівний документ); 7. Объем и нормы испытаний электрооборудования: РД 34.45-51.300-97. Изд. 6-е. – М.: ЭНАС, 1998. – 296 с.; 8. Бондаренко В.Е. Повышение эффективности эксплуатационного измерительного контроля трансформаторных масел. [Монография] / В.Е. Бондаренко, П.Ф. Шапов, О.В. Шутенко – Харьков: НТУ «ХПИ», 2007. – 452 с.; 9. Хренников А.Ю. Тепловизионная диагностика как инструмент предупреждения аварийности высоковольтного электрооборудования подстанций / А.Ю. Хренников, М.Г. Сидоренко, Е.П. Стратон // Электро. – 2008. – №4. – С. 27–31; 10. Ляпин А.Г. Комплексный подход к диагностике и оценке технического состояния энергетического оборудования / А.Г. Ляпин, Б.Г. Певчев, А.А. Пимошин // Электрические станции. – 2005. – №8. – С. 64–67; 11. Долин А.П. Диагностика развивающихся дефектов силовых трансформаторов / А.П. Долин, А.Ю. Ленков // Электрические станции. – 2005. – №8. – С. 49–53; 12. Нормы випробування електрообладнання: СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 – Офіц. вид. – К.: ОЕП ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2007. – 262 с. – (Національний стандарт України).



**Бондаренко Владимир Емельянович** закончил электроэнергетический факультет ХПИ в 1974 году по специальности «Электроизоляционная и кабельная техника». Учился в аспирантуре в Дрезденском техническом университете, ГДР. Кандидатскую диссертацию защитил в Дрездене, в 1979 году по специальности «Техника высоких напряжений». Докторская диссертация была защищена в 2004 году в НТУ «ХПИ» на тему «Многофункциональные методы и устройства для одновременного контроля электрических и геометрических параметров, материалов и изделий энергетического оборудования. Теория и практика».



**Аулова Наталья Владимировна** закончила электроэнергетический факультет НТУ «ХПИ» в 2008 году по специальности «Электрические системы и сети». В настоящее время преподаватель-стажер кафедры «Передача электрической энергии» в Национальном техническом университете «Харьковский политехнический институт».

Поступила в редколлегию 03.09.2010

621.311.014

**Ю.Н. ВЕПРИК**, канд.техн.наук, проф., НТУ «ХПИ»

## МЕТОДЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ С НЕСИММЕТРИЕЙ И ТЕНДЕНЦИИ ИХ РАЗВИТИЯ

Рішення цілого ряду актуальних завдань проектування і експлуатації вимагає достатньо докладних досліджень режимів роботи електричних систем з несиметрією. Для реалізації таких досліджень необхідні розробки відповідних моделей на основі рівнянь у фазних координатах і представлення елементів трифазними багатополісниками.

The decision of a number of actual tasks of planning and exploitation requires the enough detailed researches of the modes of operations of the electric systems with unsymmetry. For realization of such researches developments of the proper models on the basis of equalizations in phase co-ordinates and presentation of elements by three-phase multiterminal network are needed.

**Постановка проблемы.** С развитием и объединением энергосистем увеличивается число элементов, одновременно включенных в работу, и, следовательно, увеличивается вероятность возникновения отказов как отдельных элементов, так и наложения отказов во времени. Старение оборудования также приводит к увеличению вероятности отказов элементов электрических систем. Отказы и последующие коммутации в подавляющем большинстве случаев приводят к возникновению несимметрии – повреждения наиболее вероятны одной из фаз, из всех видов КЗ наиболее часты однофазные, устройства защиты и автоматики (ОПН, ОАПВ) действуют пофазно. Целым рядом коммутаций, как правило, несимметричных, сопровождаются переходные процессы, причем в течение переходного процесса их может быть несколько и в разных фазах. Наряду с кратковременными аварийными несимметричными режимами вполне реальным становится существование и длительных эксплуатационных несимметричных режимов с одним или несколькими источниками несимметрии. Возникновение несимметрии и существование как кратковременных, так и длительных несимметричных режимов в электрических системах уже не является исключительным, маловероятным событием.

Для эффективного управления работой таких систем и успешного выхода из аварийных ситуаций необходимы детальные исследования как стационарных, так и переходных режимов систем с простой и сложной несимметрией, что, в свою очередь, возможно лишь при наличии соответствующих математических моделей и программных средств.

**Анализ публикаций.** Сложившийся традиционный подход к разработке математических моделей электрических систем с несимметрией в